

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

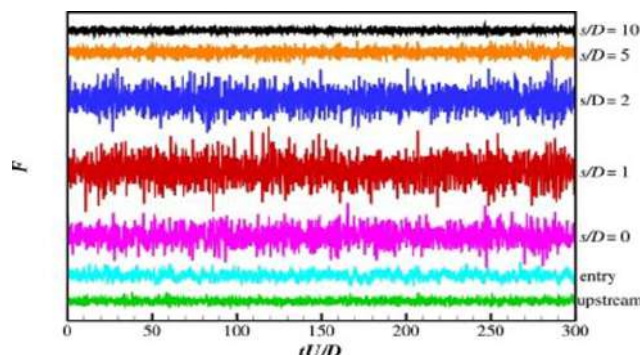


Рис.5 Горизонтальная составляющая силы давления на стенку при разных поперечных сечениях трубы: зеленая, зона перед изгибом; циановый - вход в изгиб; пурпурный, $S/D = 0$ (выход из поворота); красный, $S/D = 1$; синий, $S/D = 2$; оранжевый, $S/D = 5$; и черный, $S/D = 10$ [3]

Наблюдаются небольшие колебания силы давления в прямом участке трубы выше по изгибу. Анализируя литературу [1,2,3] становится ясно, что эти небольшие колебания усиливаются изгибом. На выходе изгиба ($S/D = 0$), колебания силы уже намного больше, чем значения при прямой трубе. Они становятся еще сильнее после изгиба, прежде чем они уменьшаются на большом расстоянии от выхода из изгиба ($S/D = 5$). Наблюдается, что колебание силы давления достигает своего максимального значения при $S/D = 1$.

Выводы. Анализируя результаты [3], а также библиографические данные [1,2] можно сказать, что использующиеся в настоящее время математические модели для анализа движения потока в криволинейных трубах не позволяют успешно смоделировать поток. Так, точки застоя трудно определить, а их положение зависит от места измерения; до сих пор остается неясным происхождение эффекта вторичного движения. По данным работы [3] так же можно сказать, что максимальное значение колебания силы давления (на участке после выхода потока из изгиба) приходится на область, находящуюся на расстоянии $1D$ после изгиба.

Литература

1. Hufnagel L., Canton J., Örlü R., Marin O., Merzari E., Schlatter P. The three-dimensional structure of swirl-switching in bent pipe flow. *J. Fluid Mech.*, 835, 2018, Pages 86-101
2. Röhrli R., Jakirlić S., Tropea C. Comparative computational study of turbulent flow in a 90° pipe elbow. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 55, October 2015, Pages 120-131
3. Zhixin Wang., Ramis Örlü, Philipp Schlatter, Yongmann M.Chun, Direct numerical simulation of a turbulent 90° bend pipe flow. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 73, October 2018, Pages 199-208

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ В ПРОЦЕССЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Донг Ван Хоанг, А.А. Воронько, Нгуен Минь Хоа

Научный руководитель профессор В.Л.Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Рассматривается решение обратной задачи оперативной идентификации фильтрационных потоков для определения параметров пласта в процессе гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта (ГРП). Приводится результат идентификации и интерпретации кривой восстановления забойного давления двух горизонтальных скважин с трещинами ГРП нефтяного месторождения Тюменской области.

Введение: В настоящее время большое внимание уделяется обработке результатов ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП. На практике широко используются традиционные графоаналитические методы интерпретации кривой восстановления давления (КВД). В основе графоаналитических методов лежит вычисление производной давления и их представление на билогарифмических графиках для идентификации фильтрационных потоков и определения параметров пласта и скважин. Однако, для получения полноценных кривых восстановления забойного давления горизонтальных скважин с трещинами ГРП с участком позднего радиального потока, требуется проведение достаточно продолжительных исследований порядка 1000 часов и более. Интерпретация таких КВД требует привлечения квалифицированных интерпретаторов, снижает оперативность получения необходимой, для контроля и управления работой скважин, информации, приводит к значительным материальным затратам [1]. В данной работе, для определения параметров пласта в процессе ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП, предлагаются интегрированные модели фильтрационных потоков с переменными параметрами, с учетом дополнительной информации.

При интерпретации КВД горизонтальных скважин с трещинами ГРП используется, приведенный на рисунке, диагностический график фильтрационных потоков (в билогарифмических координатах), где наблюдаются четыре режима течения: линейный, ранний радиальный, бирадиальный и поздний радиальный [5].

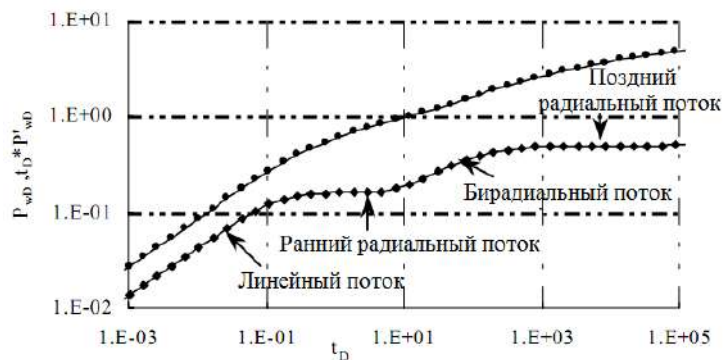


Рис. Диагностический график потоков в билогарифмических координатах [5]

Модели и алгоритмы идентификации и интерпретации ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП. Для идентификации и интерпретации КВД горизонтальных скважин с трещинами ГРП используется интегрированная система моделей с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации вида [2-4]:

$$\begin{cases} P_{z,j}^*(t_n) = P_{z,j}(t_0) + f_{o,j}(t_n, \alpha_{n,j}) + \xi(t_n), t_n \in (t_{n,j}, t_{k,j}), \\ \bar{z}_{j,k} = f_{a,j,k}(t_n, \alpha_{n,j}) + \eta_n, j = \overline{1,4}, k = \overline{1,l}, \end{cases} \quad (1)$$

где $P_{z,j}^*(t_n), P_{z,j}(t_0)$ – фактические значения забойного давления, полученные в моменты времени t_n и t_0 ; $f_{o,j}(t_n, \alpha_{n,j})$ – значения забойного давления, вычисленные на основе модели фильтрационного потока с номером j ; $\bar{z}_{j,k}$ – фактические значения дополнительных априорных данных и экспертных оценок параметров нефтяных пластов; $f_{a,j,k}(t_n, \alpha_{n,j})$ – значения дополнительных данных и экспертных оценок, полученные на основе модели; $t_{n,j}, t_{k,j}$ – моменты времени начала и завершения фильтрационного потока с номером j ; ξ_n, η_n – случайные величины, связанные с погрешностью измерений забойного давления и ошибками задания экспертных оценок и других неконтролируемых факторов.

Решение задачи идентификации фильтрационных потоков рассмотрим на примере интегрированной системы моделей забойного давления позднего радиального потока с учетом дополнительной априорной информации и экспертных оценок о латеральной проницаемости $\bar{k}_{r,n}$

$$\begin{cases} P_z^*(t_n) = P_z(t_0) + f(b_n, t_n)(\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \ln t_n) + \xi_n, \\ \bar{\alpha}_2 = \alpha_{2,n} + \eta_n, t_n = \overline{t_{n,br}, t_{nk}} \end{cases} \quad (2)$$

где $f(b_n, t_n) \rightarrow 1$ при $t_n \rightarrow \infty$ – поправочная функция с переменным, зависящим от времени t_n с параметром b_n ; $\alpha_{1,n} = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h} \ln \left(\frac{2,25 k_{r,n}}{\phi \mu r_{np,n}^2} \right)$; $\alpha_{2,n} = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h}$; $\bar{\alpha}_2 = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_{r,n} h}$; $k_{r,n}$ – латеральная проницаемость; q_0 – дебит скважины, см³/с; ϕ – пористость, доля; μ – вязкость нефти, сПз; $r_{np,n}$ – приведенный радиус скважины, см; B – объемный коэффициент, м³/м³; h – толщина пласта, см; \bar{k}_r – дополнительные данные и экспертные оценки латеральной проницаемости; C_s – константа, зависящая от используемой системы единиц.

По аналогии с (1), (2) имеют место интегрированные системы моделей бирадиального, раннего радиального и линейного потока.

Результаты интерпретации ГДИ горизонтальных скважин с трещинами ГРП. В таблице приведены результаты идентификации и интерпретации кривой восстановления забойного давления двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области с использованием ПК Saphir, интегрированной модели (2) и адаптивных алгоритмов идентификации [2-4]. Из таблицы видно, что адаптивный метод интегрированных моделей (АМИМ) позволяет получить оценки латеральной проницаемости, пластового давления, скин-фактора и полудлины трещин ГРП на более коротких недовосстановленных КВД по сравнению с оценками, полученными с использованием ПК Saphir.

Таблица

Результаты интерпретации ГДИ двух горизонтальных скважин

Скважина	Метод исследований	Время исследований, ч	Пластовое давление, атм	Латеральная проницаемость, мД	Полудлина трещин, м	Интегральный скин-фактор
1	Saphir	479	146,9	0,60	1,39	-5,36
	АМИМ	170	145,9	0,66	1,44	-5,61
2	Saphir	456	133,7	0,58	24,5	-5,43
	АМИМ	120	134,5	0,63	22,8	-5,13

Выводы. Для решения задачи идентификации фильтрационных потоков в процессе проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта предложено использовать интегрированные системы моделей с переменными параметрами и с учетом дополнительной информации. На примере идентификации и интерпретации результатов гидродинамических исследований двух горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта, показано, что предложенная модель позднего радиального потока и алгоритмы оперативной идентификации позволяют обрабатывать недовосстановленные кривые забойного давления, что существенно сокращает время простоя скважин. Так для двух скважин общее время проведения исследований может быть сокращено с 935 ч. до 290 ч.

Литература

1. Кременецкий М.И., Кокурина В., Морозовский Н. Оценка добычных возможностей пластов низкой проницаемости вскрытых трещинами гидроразрыва сложной конфигурации по результатам ГДИС // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – № 187766-RU. – С. 1–19.
2. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорадимального потока // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. – Т. 328. – № 10. – С. 67–73.
3. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоан, Фам Ан Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозирующих моделях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 165–172.
4. Сергеев В.Л., К.Д. Ву. К оптимизации адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа, № 1 (39), март 2016. - С.98-102.
5. Zerzar A., Tiab D., Bettam Y. Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells // Society of Petroleum Engineers – 2004. – № 88707. – P. 1–13.

АНАЛИЗ ЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЕ НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ, ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЗАКАЧКИ

С.А. Доржиев

Научный руководитель старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Потребность в нефтепродуктах увеличивается с каждым годом. Но на сегодняшний день эффективность извлечения углеводородов считается неудовлетворительной. В среднем остаточные запасы нефти достигают от 55 до 75 процентов от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Существуют различные технологии, увеличивающие нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов. Один из которых - применение циклического воздействия на неоднородные нефтяные пласты. Об эффективности данного метода впервые было предположено М.Л. Сургучевым в конце 50-х годов на основе анализа разрабатываемого месторождения, которое по природно-климатическим и техническим причинам носило циклический характер. Анализ показал, что повышению нефтеотдачи и снижению обводненности добываемой продукции по этим объектам способствовали нестационарные процессы. Циклическое заводнение остается наиболее низкзатратным и эффективным способом увеличения нефтеотдачи пластов, позволяющее вовлечь в разработку ранее неохваченные заводнением зоны, прослои и участки низкопроницаемых коллекторов. В данной статье рассмотрены проблемы, касающиеся физических основ эффективности проведения циклического заводнения, так же представленная здесь информация позволит подобрать оптимальный режим закачки на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты.

Неоднородный по проницаемости пласт – это пласт, у которого фильтрационно-емкостные характеристики (проницаемость, пористость) значительно, скачкообразно отличаются на отдельных участках. Неоднородность является причиной неравномерного вытеснения нефти водой как по площади продуктивного пласта, так и по разрезу, что отрицательно влияет на разработку нефтяного месторождения. В работе [3] слоисто-неоднородный пласт был смоделирован в виде двухслойной системы, которая представляет собой набор из многих слоев в 2 слоя. Благодаря чему сложное распределение по проницаемости преобразовано в двухступенчатое. 1-й слой – высокопроницаемый слой, представляет собой совокупность всех прослоев с проницаемостью выше средней по объекту. 2-й слой – низкопроницаемый, включает в себя все остальные пропластки с проницаемостью ниже средневзвешенной по толщине эксплуатационного объекта. Таким образом, первый и второй слои охарактеризованы средними по значению проницаемостями K_1 и K_2 . Одним из важнейших параметров, определяющих эффективность метода, является проницаемостная неоднородность пласта V :

$$V = (K_1 - 1)(1 - K_2) \quad (1)$$

Чем выше значение данного параметра, тем выше эффективность метода.

Включая проницаемостную неоднородность, на эффективность применения циклического воздействия также влияют следующие факторы:

- 1) Проницаемостная неоднородность;
- 2) Степень гидродинамической связанности слоев;
- 3) Упругость, смачиваемость, водонасыщенность пластов;
- 4) Длительность предшествующего стационарного заводнения;
- 5) Амплитуда колебаний расхода закачиваемой воды;